

направленной струи осадок срывается с днища резервуара. Второй поток попадает на лопасти горизонтального пропеллера. Вращаясь, лопасти пропеллера приводят локально в движение нефть, находящуюся в резервуаре. При внедрении данного способа размыв нефти происходит локально на определенном радиусе. Требуется определенная жесткость опуска и значительное в размерах монтажное окно в крыше резервуара.

Размыв струйными гидравлическими смесителями, например, через систему коллекторов и опусков труб (расстояние от конца опуска до дна резервуара составляет около 100–200 мм) неэффективен. Так как размыв донных отложений происходит в радиусе 1 м вокруг опуска, между соплами образуется мертвая зона, где они скапливаются.

В ОАО «Гомельтранснефть Дружба» разработана и апробирована система эффективного размыва донных отложений в заглубленных железобетонных резервуарах (РВЖ 10000) нефти за счет специальных форунок.

Эффективность размыва и перемешивание донных отложений достигается специальными форсунками за счет циркуляции нефти. Форсунки установлены на опусках коллекторов, равномерно расположенных по окружности резервуара на расстоянии приблизительно $2/3$ от центра резервуара (для равномерной разбивки объема нефти в резервуаре). Они повернуты в горизонтальной плоскости на $15\text{--}30^\circ$ относительно касательной к боковой стенке резервуара и расположены на расстоянии 200 мм от дна резервуара. На выходе форсунки имеют две щели расположенных под углом 130° противоположно относительно друг друга. Для увеличения напора нефти из форсунки каналы сужаются под углом 15° к выходу сопла (щели). При подаче нефти под давлением на форсунки поток нефти разбивается на два потока, выходя противоположно из сопел (щелей), что создает круговое вращение нефти в ту и другую сторону.

В докладе представлены сведения о системе размыва нефти, не требующей значительных капиталовложений и усложнения конструкции существующих заглубленных железобетонных резервуаров.

УДК 622.692.4.052.012

О ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГТУ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Э. Р. Валетдинова, Д. А. Годовский

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

На сегодняшний день на компрессорных станциях магистральных газопроводов ОАО «Газпром» эксплуатируются примерно 700 компрессорных цехов, где установлено свыше 4000 газоперекачивающих агрегатов, основ-

ным видом привода которых являются газотурбинные установки (ГТУ) [1]. Одна из основных проблем, возникающих при эксплуатации, – обеспечение надежности и долговечности наиболее ответственных узлов агрегата – лопаточного аппарата. Для решения данной проблемы в соответствии с отраслевой концепцией и программой развития газотранспортной системы необходимо обеспечить надежность транспорта газа и повысить его промышленную и экологическую безопасность [2].

Лопатки ГТУ – самые массовые и нетехнологичные детали газотурбинного двигателя. Диагностирование дефектов рабочих лопаток турбомашин в процессе их работы является сложной инженерной задачей, от эффективности решения которой зависит долговечность и безопасность эксплуатации турбоагрегатов. Решению этой задачи посвящено большое количество исследований во всем мире, тем не менее, надежных методов диагностирования очень мало [3].

Суммарная трудоемкость изготовления лопаток составляет почти 40% от общей трудоемкости двигателя, причем на окончательную ручную доработку пера лопатки затрачивается более 20% общей трудоемкости. Капиталоемкость (стоимость одного килограмма изделия) авиационного газотурбинного двигателя варьируется от 1000 до 5000 долл. Для сравнения стоимость одного килограмма дорогого автомобиля – 150 долл., одного килограмма самолета от 500 до 600 долл. [4].

По данным ДОО «Центрэнергогаз», доля заменяемых лопаток в ходе ремонтно-технического обслуживания ГПА ежегодно составляет более 10%. Общее количество рабочих лопаток турбин, работающих в составе стационарных ГТУ предприятий ОАО «Газпром», составляет около 205 тыс. ед. При этом средняя годовая потребность в лопатках турбин, заменяемых в ходе ремонтно-технического обслуживания, достигает 28 тыс. ед. Стоимость лопаток в общем объеме ежегодных поставок запасных частей для ГПА составляет примерно третью часть [2]. Поломка же лопатки, например, первой ступени компрессора, практически полностью выводит двигатель из строя, и на его восстановление в лучшем случае требуются значительные материальные и временные затраты [5].

Недаром производство турбинных и компрессорных лопаток традиционно считается показателем технологической и индустриальной состоятельности любой страны [6].

В настоящее время традиционные методы диагностики фиксируют только существующие дефекты лопаток и не позволяют определить степень деградации материала, что актуально для оценки остаточного ресурса лопаток при эксплуатации. Поэтому на основе анализа существующих методов диагностики и по результатам проводимых исследований планируется разрабатывать методику комплексной диагностики с учетом деградации материала лопаток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Смылова, М. К. Оценка состояния лопаточного аппарата газовых турбин ГТК-10И / М. К. Смылова, А. В. Новиков, Д. А. Годовский // Компрессорная техника и пневматика. – 2007. – № 1. – С. 16–19.
2. Жданов, С. Организация и экономическая эффективность ремонта рабочих лопаток турбин стационарных ГПА / С. Жданов [и др.] // Газотурбинные технологии. – 2001. – № 4.
3. Сайт по вопросам вибродиагностики различного оборудования [Электронный ресурс]. – Нижний Новгород, 2008. – Режим доступа: http://www.vibration.ru/d_turbo/d_turbomashin.shtml.
4. Изготовление лопаток авиационных двигателей. Теория и практика // Обз. инф. Металлообработка и станкостроение. – 2010. – № 9. – С. 12–23.
5. Усошин, В. А. Основные результаты обследований технического состояния ГТУ типа ГТК-10-4 с наработкой свыше 100 тыс. часов на КС ООО «Тюментрансгаз» в 2002–2003 гг. / В. А. Усошин [и др.] // Диагностика-2004 : материалы 14-й Междунар. деловой встречи / ИРЦ Газпром. – М., 2004. – Т. 3. – С. 102–111.
6. Изготовление лопаток авиационных двигателей. Теория и практика // Обз. инф. Металлообработка и станкостроение. – 2010. – № 9. – С. 12–23.

УДК 621.91.521.62-19

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА УПЛОТНЕНИЙ ВАЛОВ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

М. В. Голуб, В. М. Голуб

*УО «Брестский государственный технический университет»,
г. Брест, Республика Беларусь*

Эксплуатация нефтяных центробежных насосов характеризуется значительным повышением срока службы уплотнений. Однако в общей доле остановок насосного оборудования, остановки по причине разгерметизации валов остаются преобладающими. Важным моментом повышения надежности уплотнений является техническая диагностика, позволяющая выявить своевременно отклонения основных технических показателей от нормативных. Такими показателями для уплотнений могут быть допустимые нормы утечки, температурный режим и др. Определяющим показателем надежности является гидравлическая плотность уплотнений. Принцип герметизации таких уплотнений основан на создании гидравлического сопротивления течению жидкости в торцовом щелевом зазоре контактного пояса колец пары трения, сокращающего до минимума (практически до нуля) протечку уплотняемой среды.

Предъявляемые к уплотнениям валов гидромашин требования в связи с совершенствованием технологических процессов перекачки все время